



**Consultation publique de la Commission de Régulation de l'Energie  
N° 2019-005 du 27 mars 2019 relative à la structure des prochains  
tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel**

**Réponses des ELD du SPEGNN**

Les ELD du SPEGNN se sont concertées pour analyser la consultation publique n° 2019-005 et apporter ainsi à la CRE une réponse commune à chacune des questions posées.

**Question 1 : Quel calendrier vous semble le plus adapté pour mettre en œuvre les évolutions de structure des tarifs ATRD qui seront retenues ? (page 17)**

Du point de vue des ELD du SPEGNN, le calendrier le plus adapté s'agissant de la mise en œuvre des évolutions de structure des tarifs ATRD, serait le 1<sup>er</sup> juillet 2022. En effet, une concordance entre la date de mise en œuvre des évolutions de structure tarifaire ATRD et le démarrage de l'ATRD6 des ELD conviendrait le mieux aux ELD du SPEGNN.

Par ailleurs, il est impossible pour les ELD d'adapter leurs systèmes d'informations dans un délai plus court. En outre, l'harmonisation des grilles tarifaires des ELD avec celle de GRDF implique le maintien, jusqu'à la fin de la période ATRD5 des ELD, des règles actuellement en vigueur, du fait que les grilles tarifaires de Régaz et de R-GDS ne seront homothétiques avec celle de GRDF qu'au 1<sup>er</sup> juillet 2021. Toute modification de structure de la grille tarifaire de GRDF avant le 1<sup>er</sup> juillet 2022 impacterait donc très fortement les grilles des ELD.

**Question 2 : Êtes-vous favorable à ce que la continuité tarifaire entre deux options tarifaires soit établie sans tenir compte de la CTA ? (page 18)**

Les ELD du SPEGNN partagent l'analyse de la CRE et sont favorables, comme déjà signalé à plusieurs reprises, à ce que la continuité tarifaire entre deux options soit établie sur les termes du tarif ATRD uniquement, sans tenir compte de la CTA, voire de manière générale, de toute autre taxe. Ce changement ne pourrait néanmoins se faire qu'à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2022, du fait de son impact sur les différents termes de nos grilles tarifaires.

**Question 3 : Êtes-vous favorable à l'abaissement du seuil de coupure entre les options tarifaires T1 et T2 de 6 MWh à 4 MWh ? (page 19)**

Compte tenu de la baisse des consommations unitaires et du basculement de petits consommateurs thermosensibles vers le profil de consommation P011, les ELD du SPEGNN sont favorables à l'abaissement du seuil entre les options tarifaires T1 et T2.

Le seuil de 4 MWh nous semble pertinent, cependant la question peut se poser quant à la fixation de ce seuil à un niveau légèrement inférieur à celui proposé sur la seule base des consommations actuelles, compte tenu des évolutions à venir et notamment les gains d'efficacité énergétiques attendus.

Enfin, nous attirons l'attention de la CRE sur le fait que les ELD n'auront pas, dans le même délai que GRDF, le retour d'expérience lié à l'analyse des données issues des compteurs évolués, et qu'à ce stade, les impacts d'une telle évolution n'ont pas pu être évalués à la maille des ELD.

**Question 4 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle une concomitance entre l'évolution du seuil entre options tarifaires T1 et T2 et celle entre les profils P011 et P012 doit être recherchée ? (page 19)**

Les ELD du SPEGNN partagent l'analyse de la CRE selon laquelle une concomitance entre l'évolution du seuil entre options tarifaires T1 et T2 et entre les profils P011 et P012 doit être recherchée. En effet, il nous paraît pertinent de conserver dans l'option tarifaire T1 uniquement les consommateurs n'ayant pas un profil thermosensible (P011), et dans une même logique, dans l'option tarifaire T2 uniquement ceux ayant un profil thermosensible (P012).

**Question 5 : Êtes-vous favorable au principe d'une scission de l'option tarifaire T2 ? (page 20)**

Les ELD du SPEGNN estiment que l'option tarifaire T2 regroupe un trop grand nombre de catégories de consommateurs avec des usages variés du gaz naturel, et sont donc favorables au principe d'une scission de l'option tarifaire T2. Ceci permettrait de distinguer les consommateurs résidentiels individuels des autres catégories de consommateurs (chauffages collectifs, entreprises tertiaires, petits industriels...). A noter que cette modification ne serait pertinente que si elle était accompagnée de la scission du profil P012 afin de prendre en compte les modes de consommation des 2 groupes de consommateurs, et d'améliorer ainsi le système de profilage.

Dans la mesure où ces évolutions concerneraient aussi bien la structure des tarifs que celle des profils de consommation, elles impacteraient fortement les systèmes d'information des ELD en termes de délais de réalisation et de coûts. Dans ce cadre, les ELD du SPEGNN souhaitent être bien informés de la nature des développements informatiques envisagés par GRDF et rappellent qu'ils souhaitent être pleinement associés aux échanges relatifs à l'élaboration des spécifications fonctionnelles liées à ces éventuels changements.

Le seuil de coupure entre 30 et 50 MWh pourrait être défini sur la base des données disponibles issues des compteurs Gazpar de GRDF, dans l'hypothèse d'une mise en œuvre au 1<sup>er</sup> juillet 2022. Ce calage devrait non seulement prendre en compte la situation connue à date, mais également anticiper les évolutions à venir liées notamment aux changements de comportement des consommateurs. Enfin, à une échéance plus lointaine lorsque les données issues des compteurs évolués des ELD seront disponibles, ce seuil pourrait éventuellement être revu.

**Question 6 : Voyez-vous d'autres évolutions qu'il serait souhaitable d'étudier sur le sujet des seuils entre options tarifaires ? (page 20)**

Au vu de l'évolution des comportements des consommateurs, les ELD du SPEGNN s'interrogent sur la pertinence d'abaisser les seuils entre les options tarifaires T2 et T3 et entre les options tarifaires T3 et T4. Une étude pourrait être menée à ce sujet, en lien avec la révision des profils de consommation.

Par ailleurs, une attention particulière devrait être portée à certaines catégories atypiques de consommateurs afin d'assurer une plus grande cohérence entre le prix de l'acheminement facturé et les coûts engendrés par ces clients au regard de leur utilisation du réseau de distribution de gaz naturel. Les consommateurs visés sont notamment les centrales d'enrobage, les sécheurs de grains, les clients utilisant l'énergie en appoint/secours, ou encore les gros clients T3 en relèvement JJ consommant plus de 5 GWh, qui s'affranchissent du coût lié à la capacité et qui devraient être affectés à l'option tarifaire T4.

**Question 7 : Partagez-vous les enjeux identifiés par la CRE en matière de rééquilibrage des charges supportées par les consommateurs de chaque option tarifaire ? (page 21)**

Il nous paraît logique que chaque catégorie de consommateurs paye le bon prix au regard des coûts engendrés par l'utilisation des réseaux. Néanmoins, l'allocation des coûts par catégorie de consommateurs est complexe et les simulations faites par GRDF ne pourront pas être réalisées sur la base des portefeuilles clients des ELD. C'est pourquoi il est important que les impacts tarifaires de ces simulations sur les grilles des ELD, et in fine sur les factures des consommateurs, soient évalués par la CRE et partagés avec les ELD avant toute prise de décision.

La complexité de cette approche provient notamment du fait que nous ne disposons pas toujours de l'information liée à l'usage que font les consommateurs du gaz naturel, mais aussi des écarts qui peuvent exister entre le modèle théorique et l'affectation réelle des PCE aux options tarifaires faite par les fournisseurs.

Enfin, nous attirons l'attention de la CRE qu'avec le développement des réseaux de chaleur, nous devons veiller à rester compétitifs sur le segment des consommateurs à option tarifaire T2 et T3.

**Question 8 :** Que pensez-vous du principe de différencier la tarification des T3 pour refléter leur hétérogénéité ? (page 23)

Les ELD du SPEGNN sont plutôt favorables au principe de différencier la tarification des T3 pour refléter leur hétérogénéité, et plus particulièrement à la prise en compte de la consommation de pointe dans le tarif des clients en option T3. Ceci pourrait avoir comme effet de diminuer le nombre de consommateurs relevant normalement de l'option T4 qui souscrivent l'option T3 pour s'affranchir du coût de la capacité. Ce type de comportement que nous constatons aujourd'hui n'est en effet pas vertueux car il se traduit in fine par un transfert de charges indues vers les autres catégories de clients.

Toutefois, la mise en œuvre d'une telle différenciation présente des difficultés du fait de l'absence de relevés journaliers pour ce type de consommateurs. Par ailleurs, il faut veiller à ce que cette mise en œuvre soit simple et à ce qu'elle impacte le moins possible les systèmes d'information des ELD et des fournisseurs d'énergie, d'autant qu'à terme, la prise en compte des relevés journaliers devra permettre une tarification plus pertinente.

**Question 9 :** Êtes-vous favorable à l'introduction d'un terme proportionnel à la capacité journalière pour l'option T3 ? Que pensez-vous d'utiliser la capacité journalière normalisée ? (page 23)

L'utilisation de la Capacité Journalière Normalisée (CJN) semble être aujourd'hui la solution proposée la plus pertinente avant le passage aux relevés journaliers des consommateurs à option tarifaire T3. En effet, la CJN prend en compte la pointe hivernale théorique puisqu'elle représente le produit entre la Consommation Annuelle de Référence (CAR), le coefficient  $Z_i$  (qui dépend de la station météo et du profil) et le coefficient A (qui dépend du GRD).

Toutefois, elle ne permet pas de répondre à la problématique de l'ensemble des typologies de clients à option tarifaire T3 comme par exemple les sécheurs de grain, les centrales d'enrobage ou encore les consommateurs « appoint/secours » pour lesquels la pointe peut se situer en-dehors de la période hivernale. Néanmoins, les ELD du SPEGNN considèrent qu'il serait pertinent de faire payer un coût d'acheminement plus cher aux clients T3 ayant une forte pointe de consommation en hiver, notamment du fait que les réseaux de distribution sont davantage sollicités à cette période de l'année.

Nous sommes donc plutôt favorables à la prise en compte d'un terme tarifaire proportionnel à la CJN pour l'option T3 mais attirons l'attention de la CRE sur la nécessité, pour les ELD et les fournisseurs, d'adapter leurs systèmes d'information en conséquence. Le niveau de ce terme devra être fixé de façon à ce que le revenu reste globalement inchangé pour chaque GRD au sein de l'option tarifaire T3. Par ailleurs, étant donné que les coefficients  $Z_i$  ainsi que la part hiver liée aux profils P013 à P019 sont moyennés sur 3 ans, nous proposons que la CAR prise en compte dans le calcul de la CJN soit celle qui correspond à la moyenne des CAR des 3 dernières années (si toutefois les données sont disponibles).

Enfin, lorsque les relevés journaliers des sites seront disponibles, les ELD du SPEGNN considèrent que la prise en compte de ces relevés journaliers devra être privilégiée pour définir la souscription de capacité, en lieu et place de la Capacité Journalière Normalisée.

**Question 10 :** Êtes-vous favorable au principe d'appliquer une dégressivité à la tarification de la capacité de l'option T4 au-delà d'un certain seuil ? (page 23)

Les ELD du SPEGNN sont plutôt défavorables au principe d'appliquer une dégressivité à la tarification de la capacité de l'option T4 au-delà d'un certain seuil. En effet, le risque qu'un client T4 quitte le réseau de distribution pour se raccorder directement au réseau de transport n'a pas été identifié à ce stade sur le territoire des ELD. Nous rappelons également que l'article L 453-1 du code de l'énergie donne la priorité au raccordement d'un client au réseau de distribution.

Si l'impact d'une telle évolution est plutôt limité pour les grosses ELD, ce n'est pas du tout le cas pour de petites ELD (comme par exemple Séolis ou encore la Sicae de la Somme) qui pourraient devoir faire face à de réelles difficultés. En effet, du fait d'un faible nombre de clients desservis dans une commune non péréquée, parmi lesquels figure un industriel ayant une capacité journalière de plus de 500 MWh/jour, cette dégressivité pourrait affecter de manière significative l'équilibre économique de la concession.

Si la CRE devait tout de même décider de mettre en œuvre cette disposition, les ELD du SPEGNN souhaiteraient qu'elle ne soit pas applicable aux ELD desservant moins de 100 000 clients. A défaut, nous souhaiterions une augmentation du seuil de capacité souscrite (par exemple 1 000 MWh/jour) ou une dégressivité très réduite.

**Question 11 :** Êtes-vous favorable à l'envoi d'un signal économique aux producteurs de biométhane concernant la localisation des installations, afin de réaliser en priorité les installations engendrant le moins de contraintes sur le réseau ? (page 24)

Le législateur, dans son « Arrêté du 30 novembre 2017 relatif au niveau de prise en charge des coûts de raccordement à certains réseaux publics de distribution de gaz naturel des installations de production de biogaz, en application de l'article L. 452-1-1 du code de l'énergie », n'a pas souhaité conditionner le raccordement des sites d'injection de biométhane à une problématique de localisation. Ce positionnement a été reconfirmé par le législateur dans son « Arrêté du 10 janvier 2019 relatif au niveau de prise en charge des coûts de raccordement aux réseaux de transport de gaz naturel des installations de production de biogaz, en application de l'article L. 452-1 du code de l'énergie », la limite de ce seuil ayant même été réévaluée.

Toutefois, favoriser davantage les sites dont la localisation engendrerait le moins de contraintes sur les coûts des renforcements de réseau par l'envoi d'un signal économique, nous paraît intéressant, à partir du moment où il ne s'agit pas de dégrader les conditions de raccordement des autres sites.

Par ailleurs, il nous semble tout à fait pertinent d'introduire dans tous les cas un tarif d'injection dans les tarifs d'utilisation des réseaux, dans la mesure où nous ne pouvons pas exclure que le biométhane produit sur le territoire d'une ELD (zone historique ou nouvelle concession) soit intégralement valorisé, via les Garanties d'Origine, sur le territoire d'un autre GRD (GRDF ou autre ELD), alors même que les consommateurs de gaz de l'ELD sur lesquels se situeront ces projets, auront accepté leur implantation, financé les renforcements (droit à l'injection) et une partie des raccordements (principe de réfaction), sans pouvoir accéder à l'énergie biométhane qui aura été produite sur leur territoire. Dans ce cadre, nous souhaiterions être pleinement

associés à la définition des modalités pratiques de mise en œuvre d'un tarif d'injection dans les tarifs d'utilisation des réseaux.

**Question 12 : Avez-vous toute autre proposition ou remarque sur la structure des tarifs ATRD ?**  
(page 24)

Les ELD du SPEGNN souhaitent encore sensibiliser la CRE sur les points suivants :

- Certaines modifications de structure envisagées par la CRE nécessiteraient l'exploitation des données relatives aux compteurs évolués, notamment pour bien fixer les seuils entre options tarifaires, or celles-ci ne sont pas disponibles à ce stade.
- Comme déjà indiqué dans nos réponses ci-dessus, il est important que la CRE évalue et partage les impacts des évolutions envisagées sur les grilles tarifaires des ELD, avant toute prise de décision.
- Il s'agira également d'étudier l'impact de ces évolutions tarifaires sur les concessions non péréquées existantes. En effet, une modification de la grille de GRDF en structure peut engendrer une dégradation de la rentabilité pour certaines d'entre elles.
- Les ELD du SPEGNN souhaitent attirer l'attention de la CRE sur la nécessaire soutenabilité technique, financière et temporelle des évolutions des systèmes d'information induites par les modifications de structures tarifaires. Nous souhaitons donc que celles-ci puissent être évaluées à l'aune des critères intérêt/coût/faisabilité avant d'être entérinées.
- Nous rappelons également que les coefficients d'homothétie des grilles devraient être différenciés par option tarifaire afin de tenir compte de l'intérêt des différentes catégories de consommateurs. Le système actuel est très contraignant et ne répond à aucune justification d'ordre économique.

Enfin, nous répondons à 3 questions de la **consultation publique N° 2019-006 du 27 mars 2019 relative à la structure du prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de Teréga** :

- **Question 17 : Êtes-vous favorable à une baisse de 8 à 4 des coefficients mensuels du tarif des capacités de janvier et février ?**

Les ELD du SPEGNN ne sont pas convaincues par l'effet net positif espéré par GRTgaz sur le tarif suite à cette baisse. En effet, nous n'avons aucune certitude sur la manière dont seraient réajustées les capacités journalières d'acheminement par les clients ayant une pointe de consommation en janvier/février, ni sur le nombre de dé-souscriptions de consommateurs qui pourraient être évitées.

Nous sommes donc opposés à la baisse de ces coefficients mensuels, d'autant que la CRE n'a pas abordé ce sujet dans la consultation publique relative à la structure des prochains tarifs ATRD et ne l'a jamais évoqué avec les ELD du SPEGNN, ce qui ne nous a pas permis de réaliser des simulations pour pouvoir juger de manière objective de la pertinence de cette évolution.

A cette occasion, nous souhaitons rappeler à la CRE qu'il convient de rendre, autant que possible, égaux les tarifs et procédures mises en œuvre par les deux transporteurs GRTgaz et Teréga.

- **Question 21 : Etes-vous favorable à la suppression du terme de proximité ?**

Nous ne sommes absolument pas favorables à la suppression du terme de proximité car elle serait nuisible au placement de l'énergie gaz. Aujourd'hui, ce terme permet d'éviter des raccordements antiéconomiques sur des réseaux de gaz étrangers (il a d'ailleurs été créé pour éviter ce type de comportement).

Sa suppression conduirait potentiellement à des fermetures ou à des relocalisations d'entreprises ayant opté de s'installer dans les zones leur permettant de bénéficier de ce terme. Les zones où il s'applique sont celles qui ont vu successivement, au fil des années, augmenter leurs termes de transport du fait de la péréquation nationale.

- **Question 23 : Considérez-vous comme la CRE qu'une extension du périmètre de la compensation stockage aux consommateurs raccordés aux réseaux de transport n'est envisageable qu'avec la mise en œuvre d'un dispositif d'interruptibilité permettant une exonération partielle ou totale de la compensation stockage ?**

Les ELD du SPEGNN estiment que le mécanisme actuel est inéquitable et conduit à des distorsions, dans la mesure où il favorise le transport au détriment de la distribution de gaz naturel. Aussi, un consommateur devrait être traité de la même manière sur le plan du stockage, qu'il soit raccordé à un réseau de transport ou à un réseau de distribution.

Comme indiqué par la CRE, l'évolution du périmètre de l'assiette de collecte de la compensation vers les consommateurs raccordés aux réseaux de transport représenterait une augmentation de l'assiette de 19% et une diminution de 15% du terme tarifaire stockage. Ceci est donc bénéfique pour les consommateurs raccordés aux réseaux de distribution et en conséquence, pour le placement de l'énergie gaz. De plus, cette modification pourrait ainsi décourager certains consommateurs raccordés au réseau de distribution à vouloir se raccorder directement au réseau de transport.

Enfin, il paraît normal qu'un dispositif d'interruptibilité puisse être mis en œuvre afin de permettre aux consommateurs susceptibles de réduire et/ou d'interrompre leur consommation de gaz en cas de situation critique, de bénéficier d'une exonération totale ou partielle du paiement de la compensation stockage. Néanmoins, si une rémunération spécifique liée à un tel dispositif devait être mise en place, elle devrait s'appliquer autant aux clients raccordés aux réseaux de transport qu'à ceux raccordés aux réseaux de distribution.